

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211101

# 考虑广义储能和条件风险价值的综合能源系统经济调度

钟雅珊<sup>1</sup>, 付聪<sup>1</sup>, 钱峰<sup>1</sup>, 包博<sup>1</sup>, 杨韵<sup>1</sup>, 徐芸霞<sup>2</sup>, 张东辉<sup>2</sup>

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广东 广州 510600; 2. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610200)

**摘要:** 储能设备能够提高清洁能源利用率、减少系统运行成本, 但传统储能由于价格昂贵限制了其本身的发展。为了充分发挥储能在综合能源系统中的优势, 将需求响应、热惯性、电储和热储整合为广义储能(Generalized Energy Storage, GES)资源进行统一协调调度。另外, 由于风电具有很强的不确定性, 通过 k-means 方法聚类得到风电的典型出力场景。在充分考虑各种设备运行约束的基础上, 采用条件风险价值(Conditional Value at Risk, CVaR)量化风电不确定性带来的收益风险, 构建了计及 CVaR 的综合能源系统经济调度模型。最后, 在 Matlab 环境下调用 Cplex 求解器验证了所提模型的有效性。

**关键词:** 广义储能; 经济调度; 条件风险价值; 风电; 风险

## Economic dispatch model of an integrated energy system considering generalized energy storage and conditional value at risk

ZHONG Yashan<sup>1</sup>, FU Cong<sup>1</sup>, QIAN Feng<sup>1</sup>, BAO Bo<sup>1</sup>, YANG Yun<sup>1</sup>, XU Yunxia<sup>2</sup>, ZHANG Donghui<sup>2</sup>

(1. Power Dispatch Control Center, Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510600, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610200, China)

**Abstract:** Energy storage equipment can improve the utilization rate of clean energy and reduce the operational cost of the system. However, the development of traditional energy storage is limited because of its high cost. In order to give full play to the advantages of energy storage in an integrated energy system (IES), the demand response, thermal inertia, electric energy storage and thermal energy storage are integrated into the generalized energy storage (GES) resources for unified coordination dispatch. In addition, because of the large uncertainty of wind power, typical wind power scenarios are generated by the k-means method. Then, on the basis of fully considering the operational constraints of a variety of equipment, the conditional value at risk (CVaR) method is used to quantify the income risk caused by uncertainties, and the IES dispatch model considering CVaR is constructed. Finally, the Cplex solver is used to verify the effectiveness of the proposed model in the Matlab environment.

This work is supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Company Limited (No. GDKJXM20190140).

**Key words:** generalized energy storage (GES); economic dispatch; conditional value at risk (CVaR); wind power; risk

## 0 引言

综合能源系统(Integrated Energy System, IES)耦合了冷热电气等多种能源系统, 包含了风机等具有强不确定性和波动性的清洁能源<sup>[1-5]</sup>。随着多能系统间的耦合程度不断加深、间歇性清洁能源渗透率的不断提高, 清洁能源出力的不确定性对综合能源系统经济调度造成的风险越来越大<sup>[6]</sup>。而储能是缓

解这种影响的有效途径之一<sup>[7]</sup>。如何利用储能应对清洁能源的不确定性并有效量化不确定性带来的系统运行风险亟待研究。

目前已有较多对储能的研究<sup>[8-11]</sup>。早期储能的研究一般集中于实际储能方面, 但由于传统储能造价成本较高等因素, 储能的发展受到了较大的限制<sup>[12-13]</sup>。因此, 在实际储能的基础上, 发展广义储能(Generalized Energy Storage, GES)尤为重要。GES即指一切可以改变能量时空分布的设备或者措施, 包括实际储能和虚拟储能两部分<sup>[14]</sup>。而虚拟储能包

基金项目: 南方电网公司科技项目资助(GDKJXM20190140)

括电动汽车、空调负荷、储热锅炉等可控负荷<sup>[15]</sup>。目前已有针对广义储能的研究, 文献[14]考虑了电动汽车、可削减负荷等多种类型的虚拟储能, 并融入了多种经济和技术指标进行微电网规划, 算例分析表明 GES 能够提升规划方案的灵活性。文献[16]分别采用正态云回归和滑动自回归模型对电热柔性负荷建模, 并将电热柔性负荷作为 GES 资源参与多能源系统调度, 增强了系统的灵活性。文献[17]将可转移、可削减的电力负荷作为 GES 资源, 并融入了冷热系统热惯性约束进行综合能源系统优化, 但并未涉及热惯性的虚拟储能特性。上述文献验证了 GES 在提升系统灵活性或者平抑清洁能源波动方面的优越性, 但对于多能负荷虚拟储能的研究不够充分。因此, 在 IES 经济调度中充分挖掘 GES 资源至关重要。

同时, 在 IES 调度过程中, 风电等清洁能源的不确定性将给系统的安全稳定运行带来风险, 进而影响系统收益<sup>[18-20]</sup>。目前已有许多学者研究了如何量化不确定性对系统造成的收益风险。其中, 条件风险价值理论(Conditional Value at Risk, CVaR)已广泛应用于电力系统领域<sup>[21]</sup>。文献[22]实施了储能扩展规划, 通过蒙特卡洛生成大量场景并采用 CVaR 量化储能调度中不确定性因素带来的风险, 文献[23]通过场景法模拟光伏和室外温度的不确定性, 提出了两阶段 CVaR 智能建筑能量管理风险量化方法, 文献[24]采用场景法在电气综合能源系统中引入 CVaR 量化负荷损失风险, 实现了天然气和电力系统间的统一协调运行。可见, CVaR 方法具有简单易行的特点, 能够有效量化不确定性对系统产生的收益风险。因此, 本文将 CVaR 方法应用于包含 GES 的 IES 系统优化运行中, 量化风电不确定性带来的收益风险。

在此基础上, 本文研究了考虑 GES 和 CVaR 的 IES 经济调度问题。首先, 提出了 IES 基本结构以及 GES 的基本模型, 其中, 为了充分挖掘 GES 潜力, 将电力需求响应和热惯性虚拟储能作为 GES 资源, 并采用热感觉平均预测(Predicted Mean Vote, PMV)指标衡量用户舒适度。其次, 采用 k-means 方法聚类得到风电典型出力场景, 通过 CVaR 方法量化风电不确定性可能带来的收益风险, 构建了计及 CVaR 的 IES 调度模型, 同时考虑了系统中各种设备运行安全等约束。最后在典型的电热 IES 中采用 Matlab 和 Cplex 进行算例求解分析, 验证了 GES 在提升系统经济性方面的优越性以及本文所提方法的合理性。

## 1 综合能源系统结构

传统 IES 仅限于冷、热、电等单一能源形式下的独立运行, 无法充分发挥各形式能源的互补优势和协同效益。本文研究的电热 IES 耦合了电力、天然气和热能, 包括能源供应、能源转换、能源储存和能源需求 4 个环节, 同时配有热电联产机组(Combined Heat and Power, CHP)、风电、电锅炉(Electrical Boiler, EB)、电储能(Electricity Storage System, ESS)、热储能(Thermal Energy Storage System, TSS)、微型燃气轮机(Micro Turbine Generation, MTG)等, IES 可从外部购买所需的电力, 此外, 产生的能量提供给电负荷和热负荷, 其基本结构如图 1 所示。

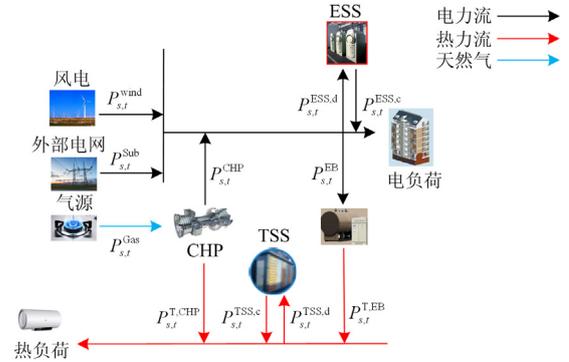


图 1 综合能源系统基本结构

Fig. 1 Framework of integrated energy system

## 2 广义储能基本模型

本文考虑的广义储能包括实际储能和虚拟储能两部分, 实际储能指实际中存在的具有充放电特性的储能设备, 本文中实际储能包括常见的 ESS 和 TSS, 虚拟储能则指具有类似实际储能充放电特性的需求侧可控负荷, 本文中包括电力需求响应和热惯性虚拟储能。

### 2.1 实际储能

实际储能为实际中存在的具有充放电特性的储能设备, 本文中实际储能包括常见的 ESS 和 TSS。

#### 2.1.1 电储能模型

电储能的实际模型如式(1)一式(5)所示。

$$0 \leq P_{s,t}^{ESS,c} \leq \bar{P}^{ESS,c} \quad (1)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{ESS,d} \leq \bar{P}^{ESS,d} \quad (2)$$

$$E_{s,t+1}^{ESS} = E_{s,t}^{ESS} + \eta^{ESS,c} P_{s,t}^{ESS,c} \Delta t - P_{s,t}^{ESS,d} \Delta t / \eta^{ESS,d} \quad (3)$$

$$\underline{E}^{ESS} \leq E_{s,t}^{ESS} \leq \bar{E}^{ESS}, \forall s, \forall t \quad (4)$$

$$E_{s,T}^{ESS} = E_{s,0}^{ESS} \quad (5)$$

式中:  $s, t$  分别表示第  $s$  个场景和第  $t$  个时段;  $T$  表示一个充放电周期;  $P_{s,t}^{\text{ESS,c}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{ESS,d}}$  分别表示 ESS 的实际充放电功率;  $\bar{P}^{\text{ESS,c}}$ 、 $\bar{P}^{\text{ESS,d}}$  分别表示 ESS 充放电功率的上限;  $\eta^{\text{ESS,c}}$ 、 $\eta^{\text{ESS,d}}$  分别表示 ESS 的充放电效率;  $E_{s,t}^{\text{ESS}}$  表示 ESS 的实际储能能量;  $\Delta t$  表示时段;  $\bar{E}^{\text{ESS}}$ 、 $\underline{E}^{\text{ESS}}$  分别表示 ESS 能量的上下限;  $E_{s,0}^{\text{ESS}}$  和  $E_{s,T}^{\text{ESS}}$  分别表示 ESS 一天内的初末时刻能量。

### 2.1.2 热储

TSS 的实际模型与 ESS 类似, 具体如式(6)一式(10)所示。

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{TSS,c}} \leq \bar{P}^{\text{TSS,c}} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{TSS,d}} \leq \bar{P}^{\text{TSS,d}} \quad (7)$$

$$E_{s,t+1}^{\text{TSS}} = E_{s,t}^{\text{TSS}} + \eta^{\text{TSS,c}} P_{s,t}^{\text{TSS,c}} \Delta t - P_{s,t}^{\text{TSS,d}} \Delta t / \eta^{\text{TSS,d}} \quad (8)$$

$$\underline{E}^{\text{TSS}} \leq E_{s,t}^{\text{TSS}} \leq \bar{E}^{\text{TSS}}, \forall s, \forall t \quad (9)$$

$$E_{s,T}^{\text{TSS}} = E_{s,0}^{\text{TSS}} \quad (10)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{TSS,c}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{TSS,d}}$  分别表示 TSS 的实际充放热功率;  $\bar{P}^{\text{TSS,c}}$ 、 $\bar{P}^{\text{TSS,d}}$  分别表示 TSS 充放热功率的上限;  $\eta^{\text{TSS,c}}$ 、 $\eta^{\text{TSS,d}}$  分别表示 TSS 的充放热效率;  $E_{s,t}^{\text{TSS}}$  表示 TSS 的实际储能能量;  $\Delta t$  表示时段;  $\bar{E}^{\text{TSS}}$ 、 $\underline{E}^{\text{TSS}}$  分别表示 TSS 能量的上下限;  $E_{s,0}^{\text{TSS}}$  和  $E_{s,T}^{\text{TSS}}$  分别表示 TSS 一天内的初末时刻能量。

## 2.2 虚拟储能

多能柔性负荷具有灵活可调的特性, 可将其作为虚拟储能资源参与 IES 经济调度以提高系统的灵活性。本文的虚拟储能包括电力需求响应和热惯性虚拟储能。

### 2.2.1 电力需求响应

本文采用电量电价弹性关系表示电力需求响应模型, 具体如式(11)所示<sup>[25]</sup>。

$$P_{s,t}^{\text{D}} = P_{s,t}^{\text{D},0} + P_{s,t}^{\text{D},0} \sum_{t'=1}^T \frac{\varepsilon_{t'} (\rho_{s,t'} - \rho_{s,t'}^0)}{\rho_{s,t'}^0}, \forall s, \forall t \quad (11)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{D}}$  和  $P_{s,t}^{\text{D},0}$  分别表示响应前后的电力负荷;  $\varepsilon_{t'}$  表示弹性系数;  $t'$  表示第  $t'$  个时段;  $\rho_{s,t'}^0$  和  $\rho_{s,t'}$  分别表示响应前的参考电价和响应后的实时电价。

电价必须在一定范围内以保证电力公司效益和用户利益, 如式(12)。

$$\underline{\rho}_{s,t} \leq \rho_{s,t} \leq \bar{\rho}_{s,t}, \forall s, \forall t \quad (12)$$

式中,  $\bar{\rho}_{s,t}$  和  $\underline{\rho}_{s,t}$  分别表示实时电价的上下限。

考虑到柔性负荷只占总负荷的一部分, 即只有部分负荷可以响应电价, 响应后的电力负荷应满足

如式(13)约束。

$$P_{s,t}^{\text{D}} \leq P_{s,t}^{\text{D}} \leq \bar{P}_{s,t}^{\text{D}}, \forall s, \forall t \quad (13)$$

式中,  $\bar{P}_{s,t}^{\text{D}}$  和  $P_{s,t}^{\text{D}}$  分别表示响应负荷的上下限。

### 2.2.2 热惯性虚拟储能

本文考虑的热负荷为具有弹性的居民采暖热负荷。居民对于温度有一定的舒适度要求, 并且特定范围内变化的供热温度不会影响用户体验, 停止供热后供热温度也会持续一段时间保持不变。柔性热负荷这种灵活可调的热惯性, 可作为 IES 经济调度的虚拟储能资源, 即在不影响用户热体验的前提下牺牲部分用户舒适度以满足 IES 调度要求。基于此, 为了保证用户具有一定的舒适度, 采用 PMV 指标用来衡量用户舒适度, 其简化公式为<sup>[26]</sup>

$$\lambda^{\text{PMV}} = 2.43 - \frac{3.76(T_{s,t}^{\text{Body}} - T_{s,t}^{\text{Air}})}{M(I_R + 0.1)}, \forall s, \forall t \quad (14)$$

式中:  $T_{s,t}^{\text{Body}}$  和  $T_{s,t}^{\text{Air}}$  分别表示平均体感温度和环境空气温度;  $M$  表示代谢率;  $I_R$  表示服装热阻。

PMV 值为 0 表示户舒适度最佳, 稍暖和稍凉分别用 +1 和 -1 表示。根据 ISO7730 标准,  $\pm 0.5$  之间变化的 PMV 指标不会影响用户热体验; 结合中国现有《采暖通风与空气调节设计规范》, 处于  $\pm 1$  之间的 PMV 同样不影响用户热体验。同时, 用户夜间活动少, 热感知能力较低, PMV 指标可适当放宽, 而白天恰好相反, 因此, PMV 指标限定范围划分为如图 2 所示<sup>[27]</sup>。

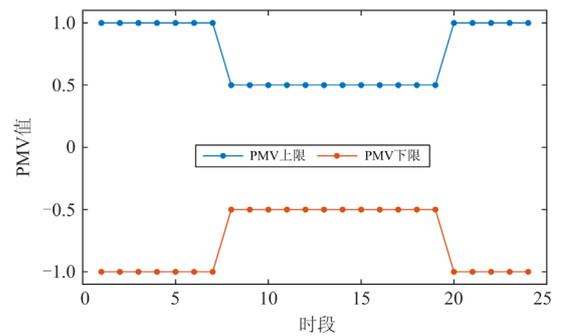


图 2 PMV 限定范围

Fig. 2 PMV limit ranges

基于此, 考虑热惯性虚拟储能的热负荷模型为<sup>[27]</sup>

$$\begin{cases} Q_{s,t}^{\text{D}} \geq (1 - k_{s,t}^{\text{down}}) Q_{s,t}^{\text{D},0} \\ Q_{s,t}^{\text{D}} \leq (1 + k_{s,t}^{\text{up}}) Q_{s,t}^{\text{D},0} \end{cases} \forall s, \forall t \quad (15)$$

式中:  $Q_{s,t}^{\text{D}}$  和  $Q_{s,t}^{\text{D},0}$  分别表示实际热负荷和预测热负荷;  $k_{s,t}^{\text{down}}$  和  $k_{s,t}^{\text{up}}$  表示热惯性系数。

其中, 热惯性系数计算公式为

$$\begin{cases} k_{s,t}^{\text{down}} = \frac{|T_{s,t}^{\text{Air}} - T_{s,t}^{\text{Air},0}|}{T_{s,t}^{\text{Air},0}} \\ k_{s,t}^{\text{up}} = \frac{|\bar{T}_{s,t}^{\text{Air}} - T_{s,t}^{\text{Air},0}|}{T_{s,t}^{\text{Air},0}} \end{cases} \quad \forall s, \forall t \quad (16)$$

式中:  $\bar{T}_{s,t}^{\text{Air}}$  和  $T_{s,t}^{\text{Air}}$  分别表示环境空气温度的上下限;  $T_{s,t}^{\text{Air},0}$  表示供热环境温度。

某天内的供热环境温度取自某城市, 如图 3 所示。

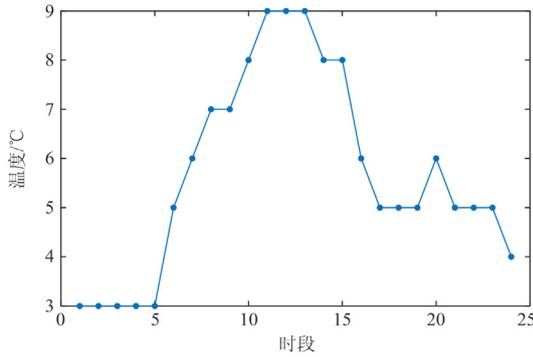


图 3 供热环境温度

Fig. 3 Ambient air temperature

### 3 计及 CVaR 的 IES 调度模型

#### 3.1 CVaR 概述

多能负荷和风电都具有不确定性, 但风电相对来说不确定性加强, 对 IES 造成风险的可能更大, 因此, 本文主要考虑风电的不确定性。由于风电出力的不确定性会导致 IES 出现不同的收益水平, 具有一定的风险性, 且不同的风险水平可能会导致不同的收益, 因此本文提出了计及 CVaR 的 IES 经济调度方法。下面将简要阐述 CVaR。

假设  $\mathbf{x}$  和  $\mathbf{u}$  分别表示决策变量和不确定变量,  $p(\mathbf{u})$  表示不确定变量  $\mathbf{u}$  的连续概率密度函数,  $L(\mathbf{x}, \mathbf{u})$  表示  $\mathbf{x}$  的损失函数, 固定  $\mathbf{x}$ , 则由  $\mathbf{u}$  引起的损失函数  $L(\mathbf{x}, \mathbf{u})$  不超过阈值  $\zeta$  的累积分布函数为

$$\pi(\mathbf{x}, \zeta) = \int_{L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \zeta} p(\mathbf{u}) d\mathbf{u} \quad (17)$$

对于固定的  $\mathbf{x}$ , 置信水平  $\alpha$  下的风险价值 (Value at Risk, VaR) 定义为

$$f_{\text{VaR}}(\mathbf{x}) = \min \{ \zeta : \pi(\mathbf{x}, \zeta) \geq \alpha \} \quad (18)$$

式中, VaR 的含义为在某一置信水平下, IES 在未来一个调度周期内的最大可能收益损失。

则 CVaR 可表示为

$$f_{\text{CVaR}}(\mathbf{x}) = \frac{1}{1-\alpha} \int_{L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \geq f_{\text{VaR}}(\mathbf{x})} L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) p(\mathbf{u}) d\mathbf{u} \quad (19)$$

式中, CVaR 的含义为在 IES 的收益损失超过某个给定 VaR 值的条件下, IES 的平均收益损失。

依据式(19)直接计算 CVaR 非常困难, 因此采用文献[28]的简便方法计算 CVaR, 如式(20)所示。

$$f_{\text{CVaR}}(\mathbf{x}) = \min \left\{ \zeta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^S [L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) - \zeta]^+ \right\} \quad (20)$$

式中:  $[L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) - \zeta]^+ = \max \{ L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) - \zeta, 0 \}$ ;  $S$  表示场景数目。

#### 3.2 目标函数

为了定量分析 IES 调度的收益风险, 基于以上 CVaR 理论, 建立计及 CVaR 的综合能源系统调度模型。为方便表示, 以各场景下运行收益函数的负数(即运行成本与收入之差)  $f_s$  为损失函数, 决策变量  $\mathbf{x}$  为各设备的运行出力, 不确定变量  $\mathbf{u}$  为风电预测出力, 本文建立的目标函数具体表示如式(21)一式(24)<sup>[29]</sup>。

$$\min f = \beta f_{\text{EX}} + (1-\beta) f_{\text{CVaR}} \quad (21)$$

$$f_{\text{EX}} = \sum_{s=1}^S p_s f_s \quad (22)$$

$$f_{\text{CVaR}} = \zeta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^S p_s [f_s - \zeta]^+ \quad (23)$$

$$f_s = f_s^{\text{Buy}} + f_s^{\text{Ope}} - f_s^{\text{Inc}} \quad (24)$$

式中:  $\beta$  为权重系数;  $f_{\text{EX}}$  为期望运行收益的负数;  $f_{\text{CVaR}}$  为 CVaR;  $\zeta$  为辅助变量, 最优值即为 VaR;  $p_s$  表示场景概率;  $f_s^{\text{Inc}}$ 、 $f_s^{\text{Buy}}$  和  $f_s^{\text{Ope}}$  分别表示售电收入、外部购能成本和设备运行成本。

##### 3.2.1 售电收入

售电收入由响应后的电力负荷乘以电价得到, 具体为

$$f_s^{\text{Inc}} = \sum_{t=1}^T P_{s,t}^D \rho_{s,t} \quad (25)$$

##### 3.2.2 外部购能成本

外部购能成本表示系统运营商从外部购买的电能成本, 具体表示为

$$f_s^{\text{Buy}} = \sum_{t=1}^T c_{s,t}^{\text{Sub}} P_{s,t}^{\text{Sub}} \quad (26)$$

式中:  $c_{s,t}^{\text{Sub}}$  表示购电电价;  $P_{s,t}^{\text{Sub}}$  表示购电功率。

##### 3.2.3 运行成本

本文考虑的设备运行成本  $f_s^{\text{Ope}}$  包括电锅炉运行成本  $C_{\text{Ope}}^{\text{EB}}$ 、热电联产机组运行成本  $C_{\text{Ope}}^{\text{CHP}}$ 、电储运行成本  $C_{\text{Ope}}^{\text{ESS}}$ 、热储运行成本  $C_{\text{Ope}}^{\text{TSS}}$ 、微型燃气轮机成本  $C_{\text{Ope}}^{\text{MTG}}$ , 具体表示为

$$f_s^{\text{Ope}} = C_{\text{Ope}}^{\text{EB}} + C_{\text{Ope}}^{\text{CHP}} + C_{\text{Ope}}^{\text{ESS}} + C_{\text{Ope}}^{\text{TSS}} + C_{\text{Ope}}^{\text{MTG}} \quad (27)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{EB}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{EB}} P_{s,t}^{\text{EB}} \quad (28)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{CHP}} P_{s,t}^{\text{CHP}} \quad (29)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{ESS}} (\eta^{\text{ESS},c} P_{s,t}^{\text{ESS},c} + P_{s,t}^{\text{ESS},d} / \eta^{\text{ESS},d}) \quad (30)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{TSS}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{TSS}} (\eta^{\text{TSS},c} P_{s,t}^{\text{TSS},c} + P_{s,t}^{\text{TSS},d} / \eta^{\text{TSS},d}) \quad (31)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{MTG}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{MTG}} P_{s,t}^{\text{MTG}} \quad (32)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{EB}}$  表示 EB 的耗电电功率;  $P_{s,t}^{\text{CHP}}$  表示 CHP 的供电功率;  $P_{s,t}^{\text{MTG}}$  表示 MTG 的供电功率;  $c_t^{\text{EB}}$ 、 $c_t^{\text{CHP}}$ 、 $c_t^{\text{ESS}}$ 、 $c_t^{\text{TSS}}$  和  $c_t^{\text{MTG}}$  分别表示 EB、CHP、ESS、TSS 和 MTG 的单位运行成本。

### 3.3 约束条件

#### 3.3.1 电力部分约束

##### 1) 电力平衡约束

电功率须满足供需平衡约束, 表示为

$$P_{s,t}^{\text{ESS},d} - P_{s,t}^{\text{ESS},c} + P_{s,t}^{\text{CHP}} + P_{s,t}^{\text{MTG}} + P_{s,t}^{\text{wind}} + P_{s,t}^{\text{Sub}} = P_{s,t}^{\text{D}} + P_{s,t}^{\text{EB}}, \forall s, \forall t \quad (33)$$

式中,  $P_{s,t}^{\text{wind}}$  表示风电实际出力。

##### 2) 外部购电约束

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{Sub}} \leq \bar{P}^{\text{Sub}}, \forall s, \forall t \quad (34)$$

式中,  $\bar{P}^{\text{Sub}}$  表示购电功率的上限。

##### 3) 电锅炉约束

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{EB}} \leq \bar{P}^{\text{EB}}, \forall s, \forall t \quad (35)$$

式中,  $\bar{P}^{\text{EB}}$  表示 EB 的最大耗电功率。

##### 4) CHP 电功率约束

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{CHP}} \leq \bar{P}^{\text{CHP}}, \forall s, \forall t \quad (36)$$

式中,  $\bar{P}^{\text{CHP}}$  表示 CHP 的最大电功率。

##### 5) MTG 功率约束

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{MTG}} \leq \bar{P}^{\text{MTG}}, \forall s, \forall t \quad (37)$$

式中,  $\bar{P}^{\text{MTG}}$  表示 MTG 的最大电功率。

##### 6) 风电功率约束

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{wind}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{wind}}, \forall s, \forall t \quad (38)$$

$$P_{s,t}^{\text{wind}} / \tilde{P}_{s,t}^{\text{wind}} \geq k^{\text{wind}}, \forall s, \forall t \quad (39)$$

式中:  $\tilde{P}_{s,t}^{\text{wind}}$  表示风电的预测功率;  $k^{\text{wind}}$  表示风电最小消纳率。

##### 7) 其他约束

电储约束(1)和需求响应约束(3)都应包含在内。

#### 3.3.2 热力部分约束

##### 1) 热力平衡约束

$$P_{s,t}^{\text{TSS},d} - P_{s,t}^{\text{TSS},c} + P_{s,t}^{\text{EB}} + P_{s,t}^{\text{T,CHP}} = Q_{s,t}^{\text{D}}, \forall s, \forall t \quad (40)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{T,EB}}$  表示 EB 的产热功率;  $P_{s,t}^{\text{T,CHP}}$  表示 CHP 的产热功率。

##### 2) 热储约束

热储约束由式(6)一式(10)所示。

##### 3) 热负荷约束

热负荷约束如式(15)所示。

#### 3.3.3 电热耦合约束

$$P_{s,t}^{\text{T,CHP}} = \eta^{\text{CHP}} P_{s,t}^{\text{CHP}}, \forall s, \forall t \quad (41)$$

$$P_{s,t}^{\text{T,EB}} = \eta^{\text{EB}} P_{s,t}^{\text{EB}}, \forall s, \forall t \quad (42)$$

式中,  $\eta^{\text{CHP}}$  和  $\eta^{\text{EB}}$  分别表示 CHP 和 EB 的热电比。

## 4 模型求解

### 4.1 风电不确定性场景生成

多能负荷和风电都具有不确定性, 但风电不确定性相对来说更强烈, 因此, 本文优化模型中的不确定性来源为风电出力, 其主要原因是决策者对于风电预测存在一定的偏差。k-means 方法可通过聚类得到典型场景, 具有简单快速的特点, 通常可用来处理风电出力不确定性<sup>[30]</sup>。因此, 本文采用 k-means 方法进行典型风电场景生成。首先假设风电服从均值为风电预测功率、方差为 0.4 乘以风电预测功率的正态分布, 生成 10 000 个风电出力历史场景, 具体聚类过程参照文献[31], 此处不再赘述, 最终聚类得到 5 个风电出力典型场景。

### 4.2 售电收入线性化

式(25)为双线性项, 为方便求解采用 McCormick 方法进行线性化<sup>[19]</sup>, 引入辅助变量  $\chi_{s,t}$ , 表示为

$$\chi_{s,t} = P_{s,t}^{\text{D}} \rho_{s,t}, \forall s, \forall t \quad (43)$$

以下辅助约束须添加到模型中。

$$\begin{cases} \chi_{s,t} \leq \underline{P}_{s,t}^{\text{D}} \rho_{s,t} + P_{s,t}^{\text{D}} \bar{\rho}_{s,t} - \underline{P}_{s,t}^{\text{D}} \bar{\rho}_{s,t} \\ \chi_{s,t} \leq \bar{P}_{s,t}^{\text{D}} \rho_{s,t} + P_{s,t}^{\text{D}} \underline{\rho}_{s,t} - \bar{P}_{s,t}^{\text{D}} \underline{\rho}_{s,t} \\ \chi_{s,t} \geq \bar{P}_{s,t}^{\text{D}} \rho_{s,t} + P_{s,t}^{\text{D}} \bar{\rho}_{s,t} - \bar{P}_{s,t}^{\text{D}} \bar{\rho}_{s,t} \\ \chi_{s,t} \geq \underline{P}_{s,t}^{\text{D}} \rho_{s,t} + P_{s,t}^{\text{D}} \underline{\rho}_{s,t} - \underline{P}_{s,t}^{\text{D}} \underline{\rho}_{s,t} \end{cases}, \forall s, \forall t \quad (44)$$

上述模型(1)一(44)构成了考虑 GES 和 CVaR 的 IES 经济调度模型, 最后在 Matlab 上调用 Cplex 可以方便求解, 求解流程图如图 4 所示。

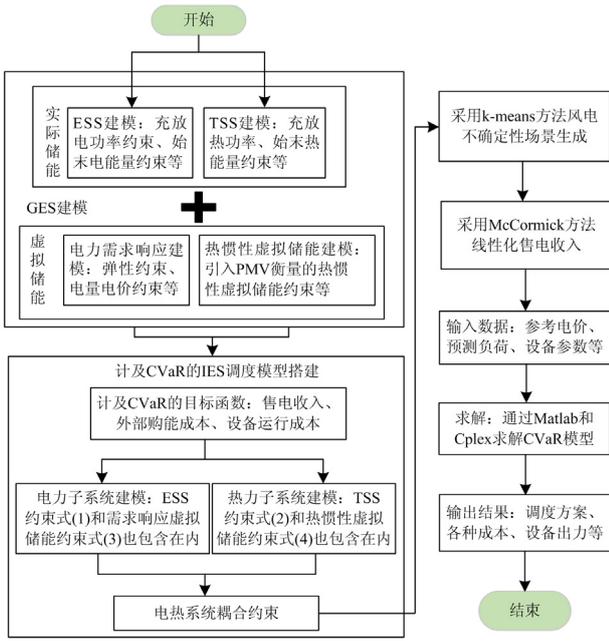


图4 考虑 GES 和 CVaR 的 IES 调度模型流程图

Fig. 4 Flowchart of IES dispatch model considering GES and CVaR

### 5 算例分析

本文权重系数  $\beta$  取 0.9, 置信水平  $\alpha$  取 80%, 风电最小消纳率  $k^{wind}$  为 60%, 电力需求响应负荷占比为 15%, 电价波动范围为参考电价的 20%, 风电和电热负荷预测功率如图 5 所示, 其余参数可参照文献[27].

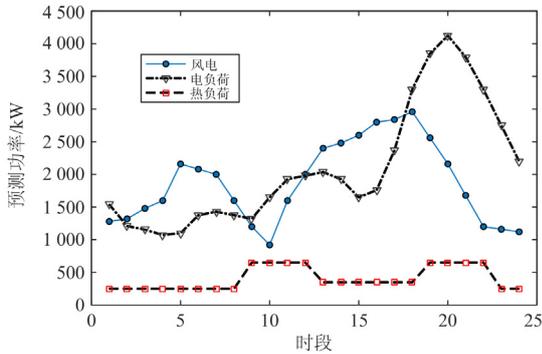


图5 预测功率

Fig. 5 Forecast power

#### 5.1 GES 对 IES 调度结果的影响

为了研究广义储能对综合能源系统运行的影响, 分别设置以下 4 种方式进行对比分析: 1) 考虑实际储能(ESS 和 TSS)和虚拟储能(电力需求响应和热惯性虚拟储能)GES; 2) 考虑实际储能(ESS 和 TSS)和虚拟储能(仅包含电力需求响应的) GES; 3) 考虑

实际储能(ESS 和 TSS)和虚拟储能(仅包含热惯性虚拟储能)的 GES; 4) 仅考虑实际储能(ESS 和 TSS)。各方式下的运行成本如表 1 所示。各方式下总弃风量和各时段弃风量如图 6 所示。

表 1 不同方式下 IES 调度结果

Table 1 Scheduling results of IES in different cases

	方式 1	方式 2	方式 3	方式 4
收益	9.846 5	9.823 1	9.419 6	9.396 3
期望收益	9.632 4	9.609 6	9.214 8	9.192
CVaR	10.703	10.677	10.239	10.213
售电收入	10.273	10.273	9.821 7	9.821 7
电储成本	0.000 7	0.000 7	0.000 9	0.000 9
热储成本	0.005 6	0.004 9	0.005 8	0.005
CHP 成本	0.162 5	0.185 1	0.162	0.184 9
MTG 成本	0.084 9	0.080 6	0.066 8	0.062 6
EB 成本	0.164 7	0.169 8	0.164 8	0.169 9
购电成本	0.222	0.222 1	0.206 5	0.206 5

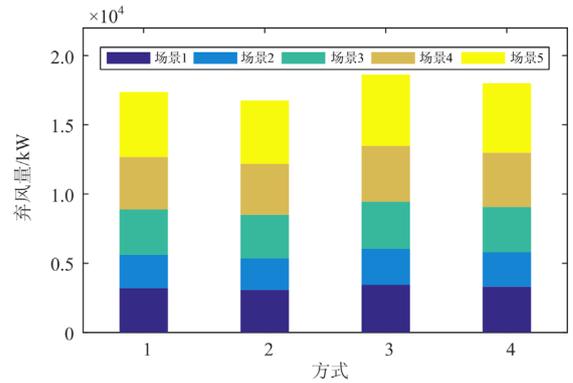


图6 不同方式下的弃风量

Fig. 6 Curtailed wind power in different cases

由表 1 和图 6 可以看到, 考虑 GES 的方式 3 的总收益和期望收益均比方式 4 大, 但方式 3 的弃风量大于方式 4。为更加清楚地分析热惯性虚拟储能对调度结果的影响, 给出方式 3 场景 1 运行结果的热负荷如图 7 所示。可以看到, 考虑热惯性虚拟储能后的热负荷减小, 结合表 1 可知, 这将导致系统供热减小, 因而供热成本较高的 CHP 和 EB 出力减小, 而供热较为便宜的 MTG 出力稍有提升, 多余的热能则储存在 TSS 中, 从而导致 TSS 运行成本略微增加, 但整体运行成本由于热负荷的减小而降低, 所以考虑热惯性虚拟储能的方式 3 的总收益和期望收益均比方式 4 大。但消耗电能供热的 EB 出力的减小将导致弃风量的增加。这说明考虑热惯性虚拟储能虽可能导致弃风量的增加, 但会提高系统收益。

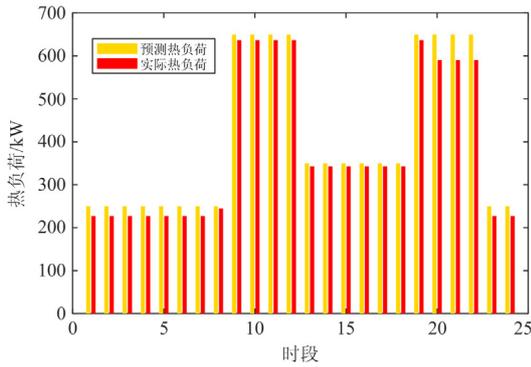


图 7 方式 3 的热负荷

Fig. 7 Thermal load in Case-3

另外，方式 2 的收益和期望收益比方式 4 大，弃风量比方式 4 小。可见，考虑电力柔性负荷虚拟储能能够提升系统的收益。方式 2 和方式 4 场景 1 中的风电实际出力和典型场景下的出力如图 8 所示。方式 2 由于调用了电力柔性负荷，使得方式 2 的各时段风电实际出力比方式 4 更大，从而能够消纳更多的清洁能源，弃风更小。同时，方式 1 的收益、期望收益在所有方式中最大，弃风量最小。这是因为虽然热惯性虚拟储能可能导致弃风量增加，但电力需求响应虚拟储能则可以提升风电消纳能力，并且促进风电消纳的程度高于热惯性虚拟储能增加弃风量的程度，因此，综合多能负荷虚拟储能后，整体呈现降低弃风量的优势，并且大幅度提升系统的收益。由此可见，综合考虑多能负荷虚拟储能资源可以同时提高系统收益和风电消纳率。

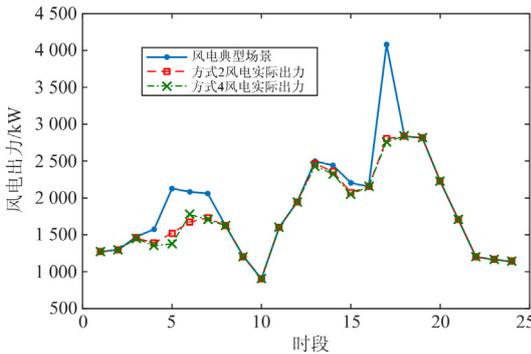


图 8 方式 2 和方式 4 的风电调度结果

Fig. 8 Scheduling results of wind power in Case-2 and Case-4

### 5.2 CVaR 调度模型和传统调度模型对比分析

为分析本文所提 CVaR 模型的合理性，进行如下 2 种模型的对比分析：1) 表 1 中方式 1 的 CVaR 模型；2) 权重系数置 1，风电出力场景采用预测场景的传统调度模型。结果如表 2 所示。

模型 1 的 VaR 计算结果为  $9.6472 \times 10^3$  美元，

表 2 不同模型下的调度结果

Table 2 Effect of GES on operation results of IES

	×10 <sup>3</sup> 美元	
	模型 1	模型 2
收益	9.846 5	9.641 7
期望收益	9.632 4	9.641 7
CVaR	10.703	0
售电收入	10.273	10.269
电储成本	0.000 7	0
热储成本	0.005 6	0.005 9
CHP 成本	0.162 5	0.161 7
MTG 成本	0.084 9	0.077 4
EB 成本	0.164 7	0.164 9
购电成本	0.222	0.217

说明未来 24 h 内最大收益损失超过  $9.6472 \times 10^3$  美元的概率为 10%，或者说未来 24 h 内有 90% 的可能性保证 IES 最大收益损失不超过  $9.6472 \times 10^3$  美元。而由表 2 可知，此时的 CVaR 为  $10.703 \times 10^3$  美元，说明当 IES 调度收益损失出现超过 VaR 的情况时，此时的平均风险收益为  $10.703 \times 10^3$  美元。另外，模型 1 的期望收益比模型 2 小，但总收益比模型 2 大，这是因为模型 1 由于考虑了风电不确定性带来的运行风险，增加了调度员对运行风险的厌恶，为保持一定收益需要调度更多的设备和 GES 资源应对风电不确定性，增加了运行成本，故期望收益较低，但由于 CVaR 部分的融入导致模型 1 总收益大于模型 2。而模型 2 由于忽略了风电不确定性，造成了相对乐观的调度结果和期望收益，难以适应风电不确定性带来的运行风险。因此，本文所提的 CVaR 模型有效考虑了风电不确定性带来的运行风险，调度结果更加合理。

### 5.3 置信水平对 IES 调度结果的影响分析

置信水平反映了决策者对风险的厌恶程度，因此有必要分析置信水平对调度结果的影响。本文以 0.1 为步长，使置信水平  $\alpha$  从 0.1 到 0.9 变化，不同置信水平下的调度结果如图 9 所示。

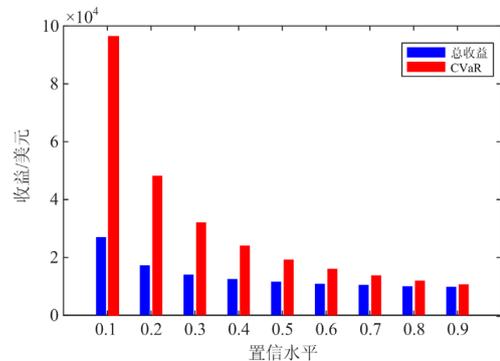


图 9 不同置信水平下的系统收益和 CVaR

Fig. 9 Profits and CVaR in different confidence levels

可以看到, 随着置信水平从 0.1 增加到 0.9, 系统收益和 CVaR 逐渐减小。当置信水平是 0.9 时, 系统收益达到  $9.8465 \times 10^3$  美元, 而 CVaR 从  $96.324 \times 10^3$  美元减小到  $10.703 \times 10^3$  美元。这说明置信水平越高, 系统运营商对风电不确定性带来的风险厌恶程度越大。同时, 可看到置信水平也可作为系统的安全运行指标。随着置信水平变大, 系统对安全运行的要求也不断变大, 为降低风电不确定性对系统造成的安全风险, 保证系统的运行安全, 经济性也就越差。所以, 置信水平的选取对 IES 调度结果具有很重要的影响。

#### 5.4 权重系数对 IES 调度结果的影响分析

权重系数反映了决策者对风电不确定性带来的风险的偏好程度, 其大小对调度结果有一定的影响。本文以 0.1 为步长, 得到权重系数从 0.1 增加到 0.9 的调度结果, 如图 10 所示。其中, 期望收益和 CVaR 均乘了以对应的权重系数。

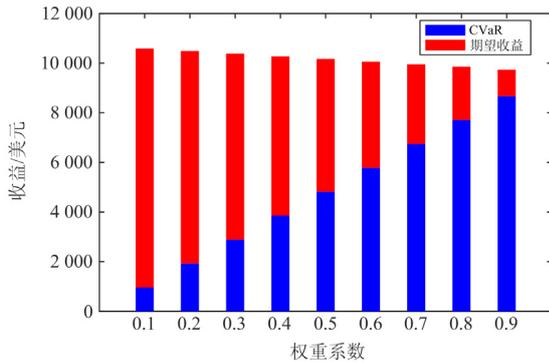


图 10 不同权重系数下的结果

Fig. 10 Results in different weight coefficients

可以看到, 随着权重系数  $\beta$  的不断增大, 系统收益呈下降趋势, CVaR 逐渐减小, 期望收益逐渐增大。这说明随着  $\beta$  的增大, 虽然期望收益所占比重逐渐增加, 但 CVaR 的比重对系统收益有更重要的影响, CVaR 比重越大, 系统规避风电不确定性带来的收益风险越大, 将可能获得更高的收益。因此, 系统运营商要根据实际调度要求选择合理的权重系数。

#### 5.5 模型精确性验证

为了验证本文 McCormick 方法线性化的精确性, 构建误差指标如式(45)、式(46)所示。

$$\Delta_{s,t}^{\text{err}} = \frac{(\chi_{s,t} - P_{s,t}^D \rho_{s,t})}{\chi_{s,t}} \quad \forall s, \forall t \quad (45)$$

$$\Delta_{\text{total}}^{\text{err}} = \frac{\sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (\chi_{s,t} - P_{s,t}^D \rho_{s,t})}{\sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \chi_{s,t}} \quad (46)$$

为方便比较, 将所有场景各时段的误差画成柱状图进行分析, 如图 11 所示。可见, 所有场景中 McCormick 线性化后的最大误差为 0.0286, 而由式(46)计算得出的售电收入误差为 0.0075, 可以满足调度要求。

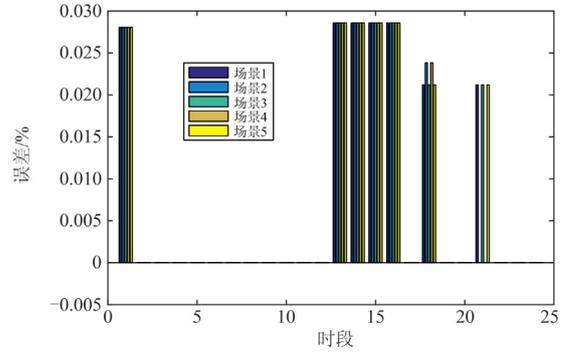


图 11 各场景下 McCormick 方法误差

Fig. 11 Errors of McCormick method in each scenarios

## 6 结论

本文构建了考虑 GES 的 IES 调度框架, 其中融入了实际储能和多能柔性负荷的虚拟储能, 通过处理风电不确定性场景, 建立了计及 CVaR 的 IES 经济调度模型, 通过算例验证, 得出以下结论:

1) 相比于考虑单一 GES 资源, 综合考虑多能负荷虚拟储能资源能够在提升系统调度方案经济性的同时提高风电消纳率。

2) 相较于传统确定性模型, 本文所提的 CVaR 模型考虑了风电不确定性带来的收益风险, 更具合理性。

3) 置信水平和权重系数对 IES 调度结果有重要影响, 决策人员可根据历史运行信息或者实际运行状况调整合适的置信水平和权重系数。

4) 本文所提模型具有良好的精确性。

本文并未涉及多能负荷的不确定性, 在下一步研究中将考虑多能负荷不确定性对 IES 造成的影响。

#### 参考文献

- [1] LIU Sai, ZHOU Cheng, GUO Haomin, et al. Operational optimization of a building-level integrated energy system considering additional potential benefits of energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 55-64.
- [2] CHEN X, WANG C, WU Q, et al. Optimal operation of integrated energy system considering dynamic heat-gas characteristics and uncertain wind power[J]. Energy, 2020, 198.

- [3] 陈忠华, 高振宇, 陈嘉敏, 等. 考虑不确定性因素的综合能源系统协同规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 32-40.  
CHEN Zhonghua, GAO Zhenyu, CHEN Jiamin, et al. Research on cooperative planning of an integrated energy system considering uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 32-40.
- [4] 杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 30-37.  
YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 30-37.
- [5] 孙强, 谢典, 聂青云, 等. 含电-热-冷-气负荷的园区综合能源系统经济优化调度研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 79-88.  
SUN Qiang, XIE Dian, NIE Qingyun, et al. Research on economic optimization scheduling of park integrated energy system with electricity-heat-cool-gas load[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 79-88.
- [6] 刘小龙, 李欣然, 刘志谱, 等. 基于风险量化与需求侧响应的 IES 储能事故备用优化利用[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1901-1913.  
LIU Xiaolong, LI Xinran, LIU Zhipu, et al. Study on the optimal utilization of integrated energy system emergency reserve based on risk quantification and demand side response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1901-1913.
- [7] 孙伟卿, 向威, 裴亮, 等. 电力辅助服务市场下的用户侧广义储能控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 68-76.  
SUN Weiqing, XIANG Wei, PEI Liang, et al. Generalized energy storage control strategies on user side in power ancillary service market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 68-76.
- [8] MENG G, CHANG Q, SUN Y, et al. Energy storage auxiliary frequency modulation control strategy considering ACE and SOC of energy storage[J]. IEEE Access, 2021, 9: 26271-26277.
- [9] ZHAO D, WANG H, HUANG J, et al. Virtual energy storage sharing and capacity allocation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1112-1123.
- [10] 孙立明, 杨博. 蓄电池/超导混合储能系统非线性鲁棒分数阶控制[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(22): 76-83.  
SUN Liming, YANG Bo. Nonlinear robust fractional-order control of battery/SMES hybrid energy storage systems[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(22): 76-83.
- [11] 禹红, 夏向阳, 彭梦妮, 等. 基于虚拟同步电机技术的混合储能平抑微网频率波动策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(22): 47-54.  
YU Hong, XIA Xiangyang, PENG Mengni, et al. Research on strategy of micro-grid frequency control in hybrid energy storage system based on virtual synchronous generator technology[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(22): 47-54.
- [12] 钟宇峰, 黄民翔, 叶承晋. 基于电池储能系统动态调度的微电网多目标运行优化[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(6): 114-121.  
ZHONG Yufeng, HUANG Minxiang, YE Chengjin. Multi-objective optimization of microgrid operation based on dynamic dispatch of battery energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(6): 114-121.
- [13] 李建林, 李雅欣, 周喜超, 等. 储能商业化应用政策解析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 168-178.  
LI Jianlin, LI Yaxin, ZHOU Xichao, et al. Analysis of energy storage policy in commercial application[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 168-178.
- [14] 李宏仲, 吕梦琳, 胡列翔, 等. 考虑广义储能的微电网联合规划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(7): 149-160.  
LI Hongzhong, LÜ Menglin, HU Liexiang, et al. Joint planning of microgrid considering generalized energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 149-160.
- [15] ZHU X, YANG J, LIU Y, et al. Optimal scheduling method for a regional integrated energy system considering joint virtual energy storage[J]. IEEE Access, 2019, 7: 138260-138272.
- [16] 叶畅, 曹侃, 丁凯, 等. 基于广义储能的多能源系统不确定优化调度策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(17): 3753-3764.  
YE Chang, CAO Kan, DING Kai, et al. Uncertain optimal dispatch strategy based on generalized energy storage for multi-energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(17): 3753-3764.
- [17] 李宏仲, 房宇娇, 肖宝辉. 考虑广义储能的区域综合能源系统优化运行研究[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3130-3138.  
LI Hongzhong, FANG Yujiao, XIAO Baohui. Research on optimized operation of regional integrated energy

- system considering generalized energy storage[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3130-3138.
- [18] 程杉, 徐建宇, 何畅, 等. 计及不确定性的综合能源系统容量规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 17-24.  
CHENG Shan, XU Jianyu, HE Chang, et al. Optimal capacity planning of integrated energy system considering uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 17-24.
- [19] TAN Z, WANG G, JU L, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response[J]. Energy, 2017, 124: 198-213.
- [20] MÉNDEZ C, BICER Y. Integrated system based on solar chimney and wind energy for hybrid desalination via reverse osmosis and multi-stage flash with brine recovery[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 44.
- [21] KHALOIE H, MOLLAHASSANI-POUR M, ANVARI-MOGHADDAM A. Optimal behavior of a hybrid power producer in day-ahead and intraday markets: a bi-objective CVaR-based approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(2): 931-943.
- [22] SABER H, HEIDARABADI H, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Expansion planning studies of independent-locally operated battery energy storage systems (BESSs): a CVaR-based study[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2109-2118.
- [23] FENG W, WEI Z, SUN G, et al. A conditional value-at-risk-based dispatch approach for the energy management of smart buildings with HVAC systems[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 188.
- [24] 王春晓, 严超, 张耀, 等. 考虑条件风险价值的电-气综合能源系统风险厌恶机组组合研究[J]. 西安交通大学学报, 2020, 54(6): 17-27.  
WANG Chunxiao, YAN Chao, ZHANG Yao, et al. CVaR based risk-averse unit commitment of integrated electricity and natural gas system[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2020, 54(6): 17-27.
- [25] HE S, GAO H, TIAN H, et al. A two-stage robust optimal allocation model of distributed generation considering capacity curve and real-time price based demand response[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(1): 114-127.
- [26] 林俐, 顾嘉, 王铃. 面向风电消纳的考虑热网特性及热舒适度弹性的电热联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3648-3661.  
LIN Li, GU Jia, WANG Ling. Optimal dispatching of combined heat-power system considering characteristics of thermal network and thermal comfort elasticity for wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3648-3661.
- [27] HE S, GAO H, WANG L, et al. Distributionally robust planning for integrated energy systems incorporating electric-thermal demand response[J]. Energy, 2020, 213.
- [28] 杨晓东, 张有兵, 赵波, 等. 供需两侧协同优化的电动汽车充放电自动需求响应方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 120-130.  
YANG Xiaodong, ZHANG Youbing, ZHAO Bo, et al. Automated demand response method for electric vehicles charging and discharging to achieve supply-demand coordinated optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 120-130.
- [29] 刘怀东, 冯志强, 王锦桥, 等. 计及条件风险价值的综合能源系统经济调度[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1385-1392.  
LIU Huaidong, FENG Zhiqiang, WANG Jinqiao, et al. Economic dispatch of integrated energy systems considering conditional value-at-risk[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1385-1392.
- [30] GAO H, WANG R, LIU Y, et al. Data-driven distributionally robust joint planning of distributed energy resources in active distribution network[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(9): 1653-1662.
- [31] 贺帅佳, 高红均, 刘俊勇, 等. 计及需求响应柔性调节的分布鲁棒 DG 优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2253-2264, 8.  
HE Shuaijia, GAO Hongjun, LIU Junyong, et al. Distributionally robust optimal DG allocation model considering flexible adjustment of demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2253-2264, 8.

收稿日期: 2021-08-16; 修回日期: 2021-11-04

作者简介:

钟雅珊(1991—), 女, 硕士, 经济师, 从事电力系统分析、经济运行管理工作; E-mail: 84384722@qq.com

付聪(1988—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统分析、运行与控制工作; E-mail: 609511305@qq.com

徐芸霞(1992—), 女, 通信作者, 硕士, 工程师, 从事电力系统规划与运行分析工作。E-mail: 862348034@qq.com

(编辑 葛艳娜)